

# Análisis de Montecarlo para el Estudio de Confiabilidad de la Generación del Sistema de Potencia de El Salvador

R. J. García, R.A. Campos, L. R. Galán, C. J. Juárez, Graduated *Member*, *IEEE* y J. J. Orellana

**Resumen--** En el presente trabajo se desarrolla un modelo de evaluación de confiabilidad para los sistemas de suministros de energía eléctrica, siendo este aplicado al sistema de generación de El Salvador. Como objetivo de tal evaluación se pretende obtener indicadores de confiabilidad que muestren cuantitativamente las características del sistema eléctrico salvadoreño. La herramienta a emplear para la estimación de la confiabilidad es el método de Monte Carlo que tienen la ventaja que presentan flexibilidad para modelar aspectos complejos de la operación de los sistemas de generación, tal es el caso de la inclusión de las limitaciones que presentan las centrales hidroeléctricas con el recurso hídrico, en donde su potencia disponible dependerá del nivel del agua almacenada en su embalse. También es posible considerar la demanda cronológica conectada al sistema, la cual cambia hora con hora. Un factor determinante en las evaluaciones de confiabilidad son los mantenimientos de cada generador, estos son modelados fácilmente dentro de las simulaciones de Monte Carlo en el modelo de evaluación desarrollado. Las simulaciones de Monte Carlo se obtienen estimaciones de los índices de confiabilidad, mediante la generación de estados operación del sistema, a partir del comportamiento probabilístico de sus generadores.

**Palabras Clave --** Confiabilidad, Energía no suministrada, Método de Montecarlo, Probabilidad de Déficit

## I. INTRODUCCIÓN

La energía eléctrica es de vital importancia en el desarrollo económico y social de regiones y países, al igual de ser un servicio del que las sociedades modernas dependen en alto grado, debido a esto todos los involucrados del sector eléctrico deben suministrar electricidad con niveles aceptables de calidad y asegurando la continuidad del servicio. Los esfuerzos se centran en operar y/o planificar un sistema de generación, transmisión y distribución de energía lo más

confiable posible, ya que por razones técnicas y económicas no se puede alcanzar un funcionamiento totalmente fiable, debido a que sería necesario un número infinito de líneas de transmisión, una potencia de generación disponible infinita, etc. El sistema de suministro de energía eléctrica y su complejidad implícita, esta propenso a fallas aleatorias que afectan la continuidad del servicio, pudiendo generar racionamientos e incluso llegar al colapso total del sistema. La falta de suministro de energía implica un alto costo económico, no solo para los proveedores del servicio, sino también para los consumidores que dejan de recibirlo. Considerando lo anterior, la planificación de operación e inversiones a futuro en el sistema es muy importante para minimizar el riesgo de déficit en el suministro de energía.

Muchas técnicas se han desarrollado para resolver el problema que surge al intentar equilibrar las restricciones económicas, técnicas y de confiabilidad en la planificación en sistemas de potencia, entre los criterios que se utilizaron al inicio en aplicaciones prácticas, son los basados en enfoques determinísticos, los cuales son incapaces de considerar la aleatoriedad que presenta la naturaleza misma del sistema. Para incluir todos estos factores aleatorios en el sistema se crearon técnicas probabilísticas, las cuales toman en cuenta cómo estos factores afectan la operación del mismo, que junto con la probabilidad de ocurrencia de los eventos hacen que estas técnicas sean aceptadas para la evaluación en casos prácticos.

El objetivo general del presente trabajo es obtener indicadores de confiabilidad del sistema de generación de El Salvador. Estos indicadores se ocuparan evaluar el Programa Anual de Mantenimientos Mayores (PAMM) a la luz de los índices de confiabilidad y que se cumpla con lo establecido en el anexo Normas de Calidad y Seguridad Operativa del Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción (ROBCP) [2].

En la sección II, se realiza un resumen teórico sobre confiabilidad y modelado de los generadores para estudios de confiabilidad. La Sección III se presenta los métodos de simulación secuencial y no secuencial de Monte Carlo, La sección IV se expone los resultados, de las simulaciones de Montecarlo. Y en la sección V se realizan las Conclusiones del trabajo.

R.J. García: Egresado de Ingeniería Eléctrica (e-mail: canos\_si@hotmail.com)

R.A. Campos: Egresado de Ingeniería Eléctrica (e-mail: rafaelcampos.he@gmail.com)

L. R. Galán: Egresado de Ingeniería Eléctrica (e-mail: luis\_gutiga@hotmail.com)

C. A. Juárez: profesor del Departamento de Electrónica e Informática. (e-mail: cjuarez@uca.edu.sv).

Los cuatro autores ejercen sus funciones en la Universidad Centroamericana José Simeón Cañas, Antiguo Cuscatlán, El Salvador.

J. J. Orellana: Operador de la Unidad de Transacciones, El Salvador. (juanjoseo@gmail.com)

II. CONFIABILIDAD DEL SISTEMA DE GENERACIÓN

Debido a la complejidad de los sistemas de potencia es necesario plantear distintos niveles jerárquicos en el estudio de confiabilidad, esto según la orientación y la profundidad que se desea para dicho estudio [3].

Los niveles jerárquicos son tres: Sistema de generación (nivel jerárquico 1), Sistema de generación y transmisión (nivel jerárquico 2) y Sistema de generación, transmisión y distribución (nivel jerárquico 3) [4].

El estudio de la confiabilidad de generación es de gran relevancia, esto debido a que una parte importante en la planificación es determinar la capacidad de generación necesaria para suplir la demanda a futuro. En el presente trabajo se limita al análisis de la confiabilidad en el nivel jerárquico 1. Los aspectos a tomar en cuenta en este tipo de análisis son el mantenimiento de las unidades generadoras, la reserva operativa, las fallas en los componentes del sistema de generación, entre otros. En el nivel jerárquico 1 se tienen dos distintos tipos de estudio, el análisis de área simple y el análisis de áreas múltiples. En el análisis de área simple los generadores y las cargas se consideran conectados a un solo bus, es el caso de un sistema uninodal. El interés de este estudio es evaluar la capacidad local existente para cubrir la demanda. En este caso sólo son tomadas en cuenta fallas de las plantas generadoras, y los componentes con los que se conectan al sistema de transmisión (transformadores, líneas radiales, etc.). La metodología de evaluación está basada en este tipo de análisis.

Entre los índices que se calculan se encuentran:

**LOLE (Loss Of Load Expectation):** El valor esperado de pérdida de carga, dado en días/año u horas/año, dependiendo del tiempo evaluado y la forma en la que se toma la demanda, por ejemplo con una comparación de los picos diarios en una semana con la capacidad de generación en de esos días se obtendría índice de días por semana.

**LOEE (Loss Of Energy Expectation):** Valor esperado de pérdida de energía, dado en energía por periodo de tiempo evaluado, por ejemplo MWh/año.

**LOLP (Loss Of Load Probability):** La probabilidad de pérdida de carga, esta se define como la probabilidad que ocurra un déficit en el periodo evaluado.

A. Tiempo medio de falla y tiempo medio de reparación

Al evaluar la confiabilidad del sistema de generación es fundamental describir generadores mediante un modelo probabilístico para detallar su comportamiento, el cual describe su disponibilidad. La forma de modelar cada generador se basa en distribuciones de probabilidad y procesos aleatorios, lo cual equivale a cadenas de Markov de tiempo continuo de un componente reparable [6]. Este modelo de Markov es definido como un proceso estocástico y que no posee memoria, el cual determina que en el sistema descrito por este, un estado en particular es independiente de todos los estados previos, excepto del inmediato anterior [7].

El caso más simple es determinar si se encuentra en servicio o en reparación. Por tanto se debe calcular el tiempo medio de falla MTTF (Mean Time To Failure) y tiempo medio de reparación MTTR (Mean Time To Repair), ambos dados en horas. Estos tiempos se obtienen del registro de

funcionamiento de cada unidad generadora, en la Fig. 1 se muestra un ejemplo de este registro, en donde se muestra los posibles estados que se presentan en un generador.

En la Fig. 1 se muestran los estado de operación O, reserva R, falla F y mantenimiento M, y los tiempos de operación  $t_{0,1}$ ,  $t_{0,2}$ ,  $t_{0,3}$  y  $t_{0,4}$ .

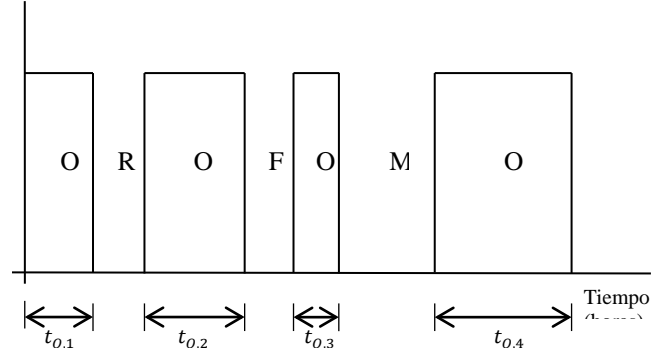


Fig. 1. Diagrama de operación general para unidad generadora base de dos estados

Acá se incluyen eventos de carácter determinístico y estocástico. Por lo que para calcular el MTTF y MTTR no deben tomarse en cuenta los periodos de mantenimiento y de reserva dentro de la representación matemática ya que son eventos determinísticos. Los únicos eventos que deben ser considerados son aquellos eventos aleatorios, en este caso los eventos de operación y falla, simplificando el diagrama de la Fig. 1 se tiene como resultado, secuencia operativa simplificada mostrada en la Fig. 2 los tiempos resultantes que se obtienen son  $t'_{0,1}$  y  $t'_{0,2}$  [11], en donde:

$$t'_{0,1} = t_{0,1} + t_{0,2} \tag{1}$$

$$t'_{0,2} = t_{0,3} + t_{0,4} \tag{2}$$

Del registro de funcionamiento del generador, el promedio de todos los tiempos resultantes de operación del diagrama simplificado, asumiendo estos exponencialmente distribuidos, representan el parámetro MTTR de dicha unidad generadora. El mismo procedimiento se realiza en la obtención de MTTF con los tiempos resultantes de reparación.

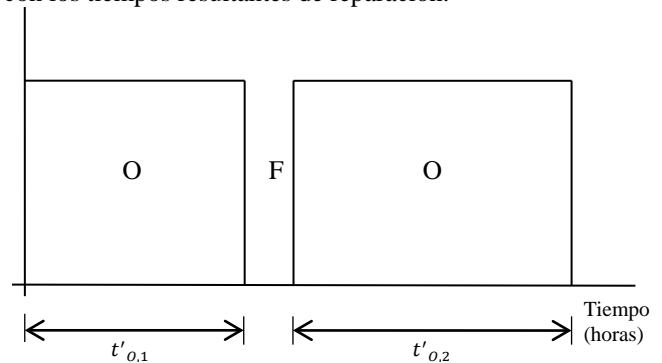


Fig. 2. Secuencia operativa simplificada para unidad generadora base de dos estados

Para realizar la evaluación de la confiabilidad y considerando la cronología de estos eventos debe crearse una secuencia ficticia de operación para cada unidad generadora, esta se genera a partir de números aleatorios, en donde, para el

caso de tiempos distribuidos exponencialmente, el cálculo de los tiempos de falla TTF (Time To Failure) y de reparación TTR (Time To Repair) se realiza de la siguiente manera,

$$TTF = -MTTF \ln U \quad (3)$$

$$TTR = -MTTR \ln U' \quad (4)$$

En donde U y U' son dos números aleatorios uniformemente distribuidos entre [0, 1] (3).

Con tiempos exponencialmente distribuidos las tasas de transición son fácilmente obtenidas mediante los tiempos medios de interés, en donde  $\lambda = 1/MTTF$  y  $\mu = 1/MTTR$ , serán los parámetros de la distribución de probabilidades para operación y reparación.

En el caso de tener otro tipo de distribución de probabilidades los pasos para describir el comportamiento de cualquier componente básicamente son los mismos, ya que el muestreo de TTF y TTR se basa en la generación de números aleatorios siguiendo la distribución obtenida de los datos de falla y reparación. Existen distintos parámetros para cada función, diferente a la exponencial en donde las tasas de transición cumplen este objetivo.

**B. Tasa de Salida Forzada**

En el caso que no se considere la cronología de los eventos se emplea el concepto de tasas de salida forzada, las cuales definen la probabilidad de indisponibilidad en las máquinas evaluadas.

- Tasa de Salida Forzada

El modelo probabilístico que describe la salida de unidades generadoras en este método es la tasa de salida forzada *TSF* o *FOR* por sus siglas en inglés (Forced Outage Rate), que es el parámetro básico en la evaluación de confiabilidad en componentes de sistemas de generación, y describe la probabilidad de encontrar algún generador indisponible a causa de una falla [4].

Este modelo permite describir indisponibilidades planeadas, forzadas o ambas [5], en este trabajo se trabaja únicamente con fallas aleatorias, las salidas programadas o mantenimientos son tomados como eventos determinísticos, siguiendo el plan o calendario de ejecución de estos para cada unidad generadora.

La probabilidad de indisponibilidad de la unidad generadora, reflejada por la tasa de salida forzada de cada máquina, es obtenida de los registros de operación, asumiendo tiempos distribuidos exponencialmente, la cual se calcula de la siguiente forma:

$$FOR = \frac{\lambda}{\lambda + \mu} = \frac{MTTR}{MTTR + MTTF} \quad (5)$$

Donde FOR es la tasa de salida forzada es por unidad;  $\lambda$  la tasa de falla, dado en fallas por año;  $\mu$  la tasa de reparación, dada en reparaciones por año; MTTR y MTTF son los tiempos medios de reparación y de ocurrencia de falla respectivamente, ambos dados en horas [3]. Cabe destacar que en tiempos de operación y falla exponencialmente distribuidos, la relación entre parámetros está dada por,

$$MTTF = 1/\lambda \quad (6)$$

$$MTTR = 1/\mu \quad (7)$$

Esta representación por medio de probabilidades, describe el modelo de unidades utilizado anteriormente, en donde el generador solo puede tomar estados de operación y reparación, y la disponibilidad de éste define si la máquina puede prestar el servicio.

Una consideración importante es que las probabilidades de indisponibilidad se asumen constantes todo el tiempo y para los distintos periodos evaluados.

**C. Modelos de los Generadores**

Se ha hecho mención sobre tiempos de operación y reparación y probabilidad de indisponibilidad y disponibilidad cuando existen dos estados posibles, pero existen otros modelos a los cuales el generador puede ser aproximado. A continuación se amplía estos modelos.

**1) Modelo de dos estados para Unidades Base**

Esta unidad es representada por su disponibilidad y este parámetro representará su capacidad de generación a lo largo del tiempo evaluado. Este modelo describe los generadores usando un proceso artificial de operación y reparación, conocido como secuencia up-down, el cual se muestra en la Fig. 3.

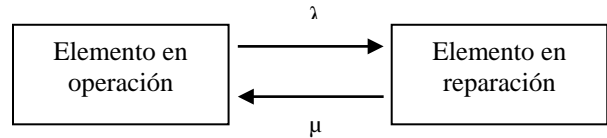


Fig. 3. Modelo de representación de unidad generadora base con dos estados.

Donde  $\lambda$  es tasa de falla (fallas por año) y  $\mu$  representa la tasa de reparación (reparaciones por año)

**2) Modelo de Múltiples Estados para Unidades Base**

Aquellas unidades generadoras base en donde se presentan fallas que no representan severidad suficiente para producir una salida de servicio total, serán descritas mediante un número suficiente de estados para describir su comportamiento. A estas fallas se les conoce como fallas parciales [8]. En el caso más simple, una falla parcial representa un estado adicional entre operación y reparación del generador, y este sería el funcionamiento a potencia reducida, tomando en cuenta que aún con problemas la unidad seguirá prestando el servicio para suplir la demanda.

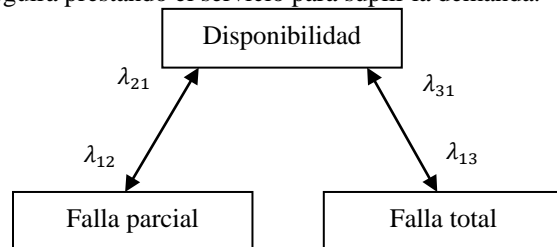


Fig. 4. Modelo de representación de unidad generadora base con dos estados sin transición entre fallas

### 3) Modelo de Cuatro Estados para Unidades Pico

Las unidades generadoras pico son aquellas cuyos ciclos de operación poseen intermitencia, debido a tiempos en donde el generador está disponible pero no es requerido para satisfacer la demanda. En este caso la entrada en operación es durante tiempos cortos, lo cual aumenta el número de arranques y paros de la unidad [4].

Para la descripción del comportamiento de estas unidades es necesario agregar estados que representen no solo la disponibilidad e indisponibilidad del generador, sino también representar el tiempo donde la máquina es capaz de prestar el servicio pero no es requerido, los periodos donde es convocada a entrar en línea pero una falla lo impide y los casos donde un se presente un evento que imposibilite el arranque de esta. Es por estas razones por las que un grupo del comité en aplicaciones de métodos probabilísticos del IEEE propuso evaluar estas unidades mediante un modelo de cuatro estados [4], el cual se presenta en la Fig. 5.

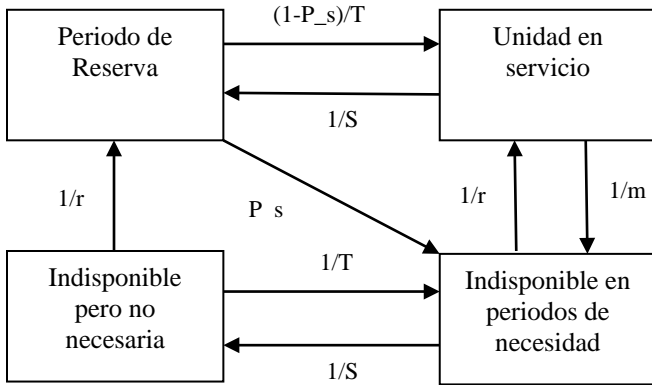


Fig. 5. Espacio de Estados para unidad generadora pico  
Donde:

T es el tiempo promedio en el que la unidad se encuentra en reserva entre periodos que es requerida, en este parámetro no son tomados en cuenta periodos de mantenimientos

S el promedio del tiempo que la máquina entra en funcionamiento cuando es requerida

m y r representan los periodos de operación entre fallas forzadas y reparación respectivamente, equivalente a los modelos anteriores

P<sub>s</sub> la probabilidad que ocurra una falla en el arranque de la unidad, de darse un evento de este tipo el generador queda indisponible para suplir parte de la demanda, cabe destacar que se toma una tan sola falla de arranque aunque los intentos fallidos de entrar en línea sean más de uno [3].

Estos parámetros se basan en tiempos de transición (tiempos medios) entre estados exponencialmente distribuidos, cabe mencionar que se pueden utilizar otros tipos de distribuciones de probabilidades, para los cuales se deben identificar los parámetros respectivos.

### III. MÉTODOS DE SIMULACIÓN DE MONTE CARLO

Para resolver el problema matemático se recurre al método de Monte Carlo que es un método no determinístico o estadístico numérico, usado para aproximar expresiones matemáticas complejas y costosas de evaluar con exactitud. Montecarlo consiste en probar con experimentos las miles de posibilidades, y en cada etapa, determinar por casualidad, por

un número aleatorio distribuido según las probabilidades, que sucede y totalizar todas las posibilidades y tener una idea de la conducta del proceso real. Además el método de Montecarlo posee múltiples ventajas ante otras opciones de evaluación, como la analítica, tales como [9]:

- Toma en cuenta factores y partes del proceso que en otros métodos deben de aproximarse para incluirse dentro del estudio.
- La precisión de la simulación de Monte Carlo es determinada por los factores probabilísticos y el número de muestras requeridas, lo que hace que el método sea independiente del tamaño del sistema, lo que lo hace apropiado para sistemas de gran escala.
- Las simulaciones pueden fácilmente adecuarse a cualquier distribución de probabilidad referida al funcionamiento de los componentes, a diferencia de los demás métodos que solo dependen de probabilidades individuales.
- Además de calcular índices de confiabilidad, es posible obtener la distribución de probabilidad de estos.
- Factores de naturaleza distinta a la eléctrica pueden incluirse dentro de la simulación, siendo esto ventajoso para el análisis de sistemas de potencia, los cuales se ven claramente afectados por factores externos a él, como la hidrología y las fuentes de incertidumbre antes mencionadas.

#### A. Simulación de Monte Carlo Secuencial

Este método implica tomar en orden cronológico los eventos en el periodo de tiempo evaluado, normalmente realizado en pasos horarios. Esta simulación también es conocida como muestreo de la duración de eventos, debido a la generación aleatoria de los tiempos de residencia en el estado actual del sistema o componente, luego de transcurrido ese tiempo se realiza la transición al siguiente estado. Lo anterior se logra mediante tasas de transición, sustituyendo las probabilidades de estado que se utilizan en el método no secuencial que se describe más adelante.

En este método se crean historiales artificiales de la secuencia de operación del componente analizado, que están basadas en las duraciones de los estados simulados. La secuencia de eventos es producto de la generación de números aleatorios, basados en las distribuciones de probabilidad de la duración de cada estado, donde cada número aleatorio representará el tiempo de duración.

El algoritmo desarrollado para este estudio se presenta en el diagrama de flujos mostrado en la Fig. 6, Cada uno de los bloques de la figura es descrito a continuación:

- Sorteo de los años hidrológicos

Antes de iniciar la simulación, es necesario sortear los años hidrológicos para cada iteración que se va a realizar, esto se hace con una distribución uniforme para todos los años hidrológicos para los cuales se dispone de información.

- Generar números aleatorios

Según los parámetros del modelo de la máquina a simular, se calcula el valor esperado del número de transiciones

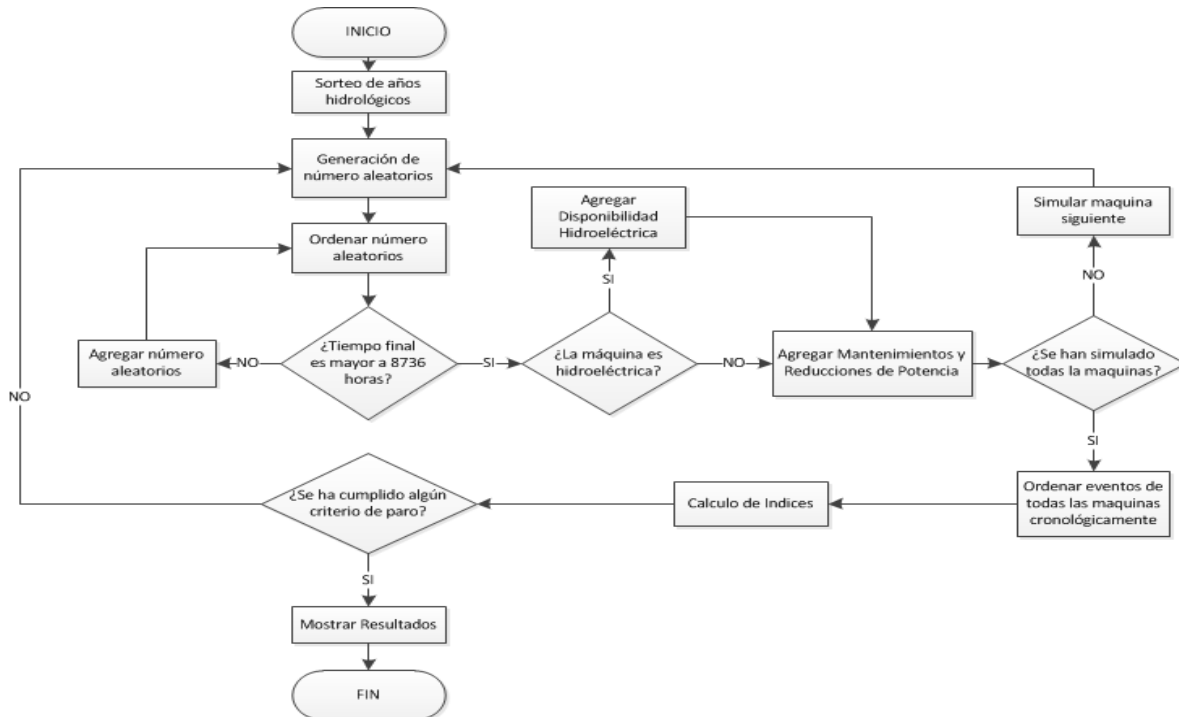


Fig. 6. Estructura general método secuencial de Montecarlo

necesarias para completar el periodo a evaluar, en este caso un año, tiempo que es dividido entre la suma de los valores esperados de tiempos de operación y reparación. Por ejemplo, para una máquina de dos estados, el valor esperado de funcionamiento es 400 horas, y el valor esperado de reparación es de 10 horas, el número de transiciones es el producto de dividir 8736 horas entre 410 horas, resultando 11.55 transiciones.

- Ordenar números aleatorios

Luego de generar los números aleatorios, que constituyen el tiempo de duración de estados en horas de la maquina simulada, se deben ordenar estos números según el modelo asignado a la máquina para obtener su secuencia operativa.

- ¿Tiempo final es mayor a 8736 horas?

Una vez obtenida la secuencia operativa de la máquina, se comprueba que se ha simulado el periodo a evaluar, es decir 8736 horas, si es así, se continúa con el programa, de lo contrario, se generan más número aleatorios y se regresa al bloque de ordenar los números aleatorios.

- ¿La máquina es hidroeléctrica?

Si la máquina que se simula es hidroeléctrica, se aplican las restricciones de potencia por nivel de embalse a ésta, limitación correspondiente al año hidrológico sorteado al inicio del proceso de simulación.

- Agregar mantenimientos y reducciones de potencia

Con la secuencia operativa del generador simulado, se agregan las indisponibilidades determinísticas existentes, éstas son los mantenimientos programados y las reducciones de potencia.

- ¿Se han simulado todas las máquinas?

La obtención de secuencias operativas se debe de realizar para todos los generadores del sistema a evaluar, es en este bloque donde se comprueba lo anterior, resultando en la reiniciación del proceso para la siguiente máquina, o el continuar al siguiente bloque.

- Ordenar eventos de todas las máquinas cronológicamente

Una vez se han obtenido las secuencias operativas de todas las máquinas, se suman éstas ordenando los eventos de manera cronológica, para obtener la disponibilidad de todo el sistema de generación a lo largo de las 8736 horas de simulación por año.

- Cálculo de índices

Después de completar cada iteración se procede a calcular las características de los déficits a lo largo de la simulación, y luego se almacena esta información para ser analizada posteriormente.

- ¿Se ha cumplido algún criterio de paro?

En cada iteración se evalúan los criterios de paro, los cuales son el número máximo de iteraciones y el máximo error permisible según el coeficiente de variación.

El criterio del número máximo de iteraciones, es el número de años que se desean simular, este criterio se cumple si y solo si ningún otro criterio se cumple previamente, para la simulación de Montecarlo cronológica son valores típicos entre 5000 y 10000 años.

En el máximo error permisible, se evalúa el coeficiente de variación del índice que posee menor tasa de convergencia, con el objetivo de asegurar que los demás índices alcancen

niveles de confianza aceptables antes que este, por ello se ha seleccionado el índice LOEE (Loss of Energy Expectation).

Si se cumple alguno de los criterios de paro, se finaliza la simulación y se muestran los resultados, de lo contrario se inicia la simulación de una nueva iteración.

**B. Simulación de Monte Carlo No-Secuencial**

Esta simulación se basa en el concepto que el estado de operación de un conjunto de componentes depende del estado de cada una de las variables que lo constituyen [3]. En el caso de la evaluación de confiabilidad del sistema de generación, depende de cada unidad generadora que lo compone. Esta simulación no-secuencial, también conocida como muestreo de estados, considera tantas condiciones como la suma de los posibles factores que afecten la operación de cada componente.

Este método de simulación se basa en probabilidades de estado, ya que se muestrea el comportamiento del componente evaluado mediante la probabilidad de que este se encuentre en uno de los estados que pueda tomar. Con esto se forma el estado total y luego según el resultado se evalúa la operación del sistema con las condiciones de demanda a suplir.

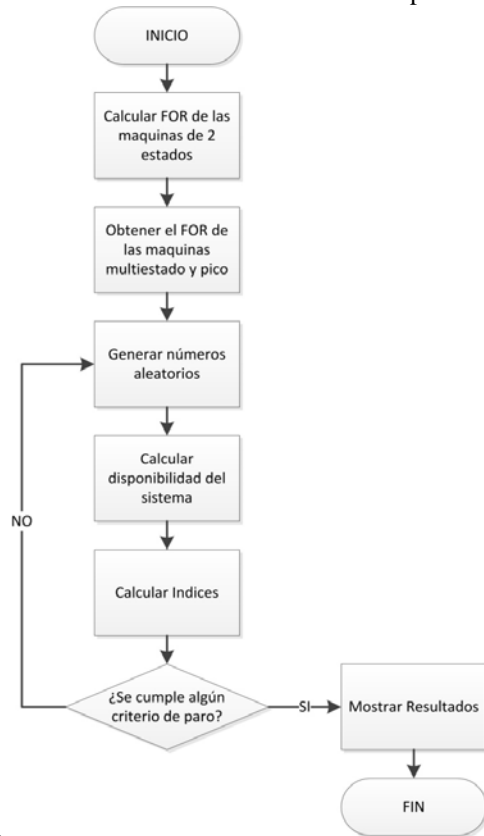


Fig. 7. Estructura general método secuencial de Montecarlo

- Calcular probabilidad de falla (FOR) de las máquinas de dos estados.

Se calcula la probabilidad de falla o tasa de salida (FOR por sus siglas en inglés) de todas las máquinas correspondientes al modelo de dos estados, esto utilizando el valor esperado de las tasas de transición entre estados.

- Obtener FOR de las máquinas multiestado y pico.

El proceso de cálculo de las probabilidades de estado en estos modelos resulta complicado, razón por la cual se opta por obtener éstas mediante la simulación secuencial.

Lo anterior se realiza simulando sus secuencias operativas con el modelo cronológico, calculando la relación entre tiempos de falla o del estado de interés y el tiempo de simulación, esto hasta alcanzar un 1% de variación en los resultados.

Para este procedimiento es utilizado el algoritmo de simulación secuencial, utilizando únicamente el bloque de la obtención de las secuencias operativas de cada generador.

- Generar números aleatorios

En esta etapa se generan todos los números aleatorios que se utilizaran dentro de la simulación, que son:

- El correspondiente al sorteo de años hidrológicos, donde éstos siguen una distribución de probabilidades uniforme entre 1 y la cantidad de años registrados en el historial de las hidroeléctricas.
- El que dicta la disponibilidad de las máquinas, el cual se distribuye uniformemente entre [0, 1], y la cantidad de éstos es el resultado del total de máquinas simuladas multiplicada por el número de iteraciones a realizar;
- El sorteo del nivel de demanda, el cual se distribuye uniformemente entre [0, 1], y es necesario uno por cada iteración.

- Calcular disponibilidad del sistema

Este paso constituye la realización de la evaluación de confiabilidad, en donde una vez obtenidos todos los números aleatorios a utilizar se procede al cálculo de la disponibilidad de cada máquina, determinar la potencia disponible en las hidroeléctricas y sortear el nivel de demanda en el instante simulado. Con lo anterior se estiman los índices de confiabilidad del sistema evaluado.

- Calcular índices

Con la disponibilidad del sistema de generación y la demanda a suplir para cada iteración se realiza el conteo de los déficits, para calcular los índices de confiabilidad.

Es importante destacar que en esta simulación no secuencial también se realiza un criterio de paro, igual al implementado en el método secuencial presentado en la sección anterior.

**IV. RESULTADOS**

**A. Modelo de Demanda**

En el método secuencial la demanda se modela por la curva diaria de demanda, con pasos discretos de una hora, ver Fig. 8. En caso del método no-secuencial se modela de tal forma de evaluar cada estado de capacidad de generación del sistema, esto indica que ésta no debe de seguir la cronología de eventos. Se define la curva de duración de carga para modelar

a la demanda mediante escalones discretos de potencia. Para ejemplificar se tiene el periodo de demanda de potencia de la semana 31 a las 34 mostrada en la Fig. 8.

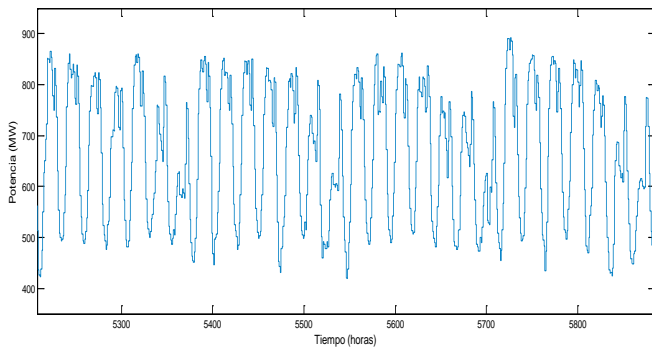


Fig. 8. Curva de demanda de la semana 31 a la 34

La curva de duración de carga (LDC, por sus siglas en inglés) se obtiene ordenando de mayor a menor las potencias de la curva horaria de demanda, con esto se logra visualizar los niveles de demanda registrados en el modelo, además de observar con claridad la duración de éstos, evidenciando que la mayor parte del tiempo la carga del sistema es media, y que tanto las máximas y mínimas tienen una corta duración, para el ejemplo mostrado la LDC de ésta es la Fig. 9.

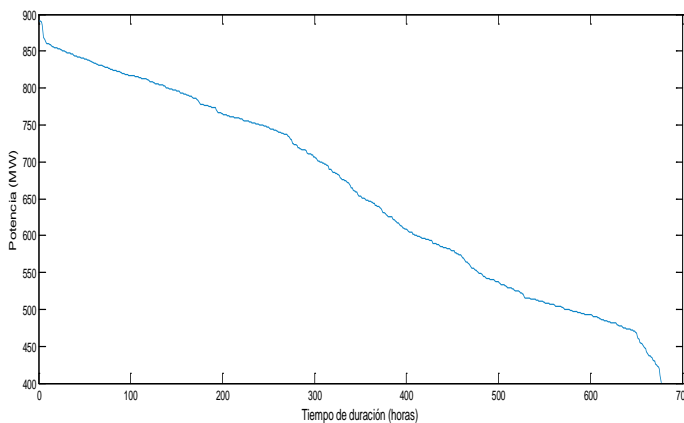


Fig. 9. Curva de duración de carga para la demanda de la semana 31 a la 34

Con esto procedemos a implementar la técnica de agrupación, llamado clasificación del centroide más cercano. En la Fig. 10 se muestra el resultado de los promedios de los diez grupos con su respectivo tiempo de duración.

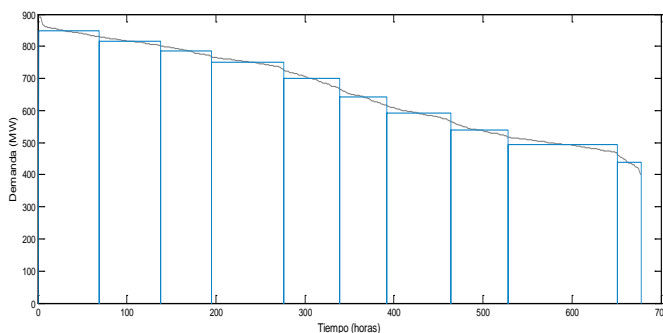


Fig. 9. Niveles de demanda con su tiempo de duración para la semana 31 a la 34

El cálculo de las probabilidades de ocurrencia de cada nivel de demanda se realiza mediante la división de la duración de éste entre el periodo evaluado, el resultado de lo anterior se muestra en la tabla I

TABLA I  
NIVELES DE DEMANDA DE LA CURVA DE DURACIÓN DE CARGA

Nivel de demanda (MW)	Duración (horas)	Probabilidad de ocurrencia
848.90	68	0.1004
816.67	69	0.1019
786.70	57	0.0842
751.42	81	0.1196
698.94	63	0.0931
641.16	53	0.0783
591.62	72	0.1064
539.95	64	0.0945
494.66	123	0.1817
437.87	27	0.0399

B. Modelo de Generadores

Los tiempos de operación de los generadores se modelan mediante su distribución de probabilidad, en donde las más usadas son la Weibull, dada por (10), Gamma, descrita por (11) y Lognormal, dada por (12).

$$f(x) = \frac{\beta}{\alpha^\beta} x^{\beta-1} \exp\left[-\left(\frac{x}{\alpha}\right)^\beta\right] \quad (10)$$

$$f(x) = \frac{x^{\beta-1}}{\alpha^\beta \Gamma(\beta)} \exp\left(-\frac{x}{\alpha}\right) \quad (11)$$

$$f(y) = \begin{cases} \frac{1}{\sqrt{2\pi}\sigma y} \exp\left[-\frac{(\ln y - \mu)^2}{2\sigma^2}\right] & 0 < x < \infty \\ 0 & x \leq 0 \end{cases} \quad (12)$$

En donde  $0 \leq x < \infty$ ,  $\alpha > 0$ , y  $\beta > 0$ ,  $\sigma$  y  $\mu$  son los parámetros de la distribución normal de probabilidades a partir de la cual se obtiene la lognormal [1].

Los modelos empleados para las máquinas modelados por dos estados se muestran en la tabla II, acá se muestra que los tiempos de operación y falla para dos tipos de generadores, Berlin y 5 de Noviembre a modo de ejemplo. El resto de datos están publicados en [1].

TABLA II  
PARÁMETROS DE LAS DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD DE MEJOR AJUSTE PARA LOS EVENTOS MOSTRADOS. GENERADORES BASE DE DOS ESTADOS

		Tiempo de Operación	Tiempo de Falla
Berlin	u-4	Gamma $\alpha=0.3664$ $\beta=600.828$	Lognormal $\mu=1.2339$ $\sigma=0.9693$
5 de Noviembre	u-1	Weibull $\alpha=1209.54$ $\beta=0.91147$	Lognormal $\mu=-.63828$ $\sigma=1.22204$

En la tabla III se muestran datos para una máquina de tres estados, Falla Parcial, Falla total y Operación, se describen a modo de ejemplificar por medio de la unidad número uno de Berlin, se observa que para la transición de operación a falla parcial es una distribución Lognormal, mientras para las otras transiciones posibles se modela mediante función de distribución tipo Weibull.

TABLA III  
PARÁMETROS DE LAS DISTRIBUCIONES DE PROBABILIDAD PARA LA UNIDAD UNO DE BERLÍN. MODELO DE TRES ESTADOS.

Unidad	Operación – Falla parcial ( $\lambda_1$ )	Operación – Falla total ( $\lambda_2$ )	Falla parcial – Operación ( $\mu_1$ )	Falla total – Operación ( $\mu_2$ )
u-1	Lognormal $\mu=0.3854$ $\sigma=1.4675$	Weibull $\alpha=98.446$ $\beta=0.5486$	Weibull $\alpha=97.3723$ $\beta=1.3060$	Weibull $\alpha=35.6677$ $\beta=0.5158$

En la tabla IV se muestran datos para una unidad pico. Con sus respectivos tiempo de reparación, tiempos de operación, probabilidad de falla en el arranque, tiempo en que la unidad es requerida, periodos de reserva. Se muestra que para el tiempo de reparación se modela mediante Lognormal, y los otros mediante Weibull.

TABLA IV.  
MODELOS PROBABILÍSTICOS PARA LA UNIDAD UNO DE ACAJUTLA UNIDAD PICO

Unidad	Tiempo de reparación ( $r$ )	Tiempos de operación ( $m$ )	$Ps^*$
u-1	Lognormal $\mu=0.3854$ $\sigma=1.4675$	Weibull $\alpha=98.446$ $\beta=0.5486$	0.03077
Unidad	Tiempo en el que la unidad es requerida ( $S$ )	Periodos de reserva ( $T$ )	
u-1	Weibull $\alpha=97.3723$ $\beta=1.3060$	Weibull $\alpha=35.6677$ $\beta=0.5158$	

\*Ps: Probabilidad de falla en el arranque

Los datos del resto de unidades de El Salvador han sido desarrollados en el trabajo de graduación del cual se desprende este artículo en la referencia [1]. Con la base de datos completa de los modelos de todas las unidades se procede a la evaluación del método de MonteCarlo para obtener los índices de probabilidad de pérdida de carga, valor esperado de pérdida de energía y carga.

C. Método Secuencial

Para la evaluación del sistema salvadoreño se simularon 25000 años, los cuales constan de 8736 horas evaluadas por cada año, tomando las distribuciones de probabilidad de mejor ajuste a los tiempos de operación, y considerando el pronóstico de demanda anual. En las simulaciones presentadas a continuación se evalúa el sistema bajo limitaciones de hidrología para ventrales hidroeléctricas, el Plan Anual de Mantenimientos Mayores (PAMM) y la incerteza en la predicción de la demanda. En este caso se ocupó el criterio de convergencia del número máximo de iteraciones para obtener mejores resultados. En la tabla V se muestran los resultados de la simulación.

Es importante destacar que en la actualidad, gracias al continuo crecimiento de las redes eléctricas, se requiere de modelos de pronóstico de demanda aplicables, recordando que esta es una tarea compleja debido a las incertezas que se poseen a la hora de predecir el consumo futuro de energía. Lo anterior se representa dentro de la demanda mediante la aplicación de una distribución normal de probabilidades [8],

en donde la generación de un número aleatorio que siga la función normal representará el cambio en el valor de potencia con la incerteza incluida.

Los parámetros utilizados en la generación de números aleatorios normalmente distribuidos para incertezas en la demanda, representarán cuanto podría variar el valor de la predicción con respecto del valor real, el promedio será el punto de demanda evaluado, mientras que la desviación estándar de la función será un valor en porcentaje establecido, normalmente entre 2% y 5% [10]. En el presente trabajo se utilizará un valor de 2% de desviación estándar para representar la incerteza del pronóstico de demanda

TABLA V.  
RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN SECUENCIAL EN EL SISTEMA DE EL SALVADOR

Índice de Confiabilidad	Resultado
LOLP [%]	0.020328391
LOLE [h/año]	1.77588825
LOEE [MWh/año]	35.40406781

D. Método no Secuencial

La evaluación de confiabilidad al sistema de El Salvador se realizó también mediante el método no secuencial de Monte Carlo, en el cual se destaca la no utilización de la cronología. Esta técnica es implementada debido a que el reglamento expone índices semanales, los cuales con base temporal se tornan complejo de calcular. Una alternativa de lo anterior es la realización de una evaluación no secuencial sin tomar la temporalidad de los eventos.

Los resultados de aplicar esta herramienta produce resultados aceptables comparados con los métodos anteriores, en éste los índices son calculados de forma semana individualmente, lo que indica que se realizaron 52 simulaciones, una para cada semana del año, cada una de un millón de iteraciones, para obtener lo que se muestra en la Fig. 11.

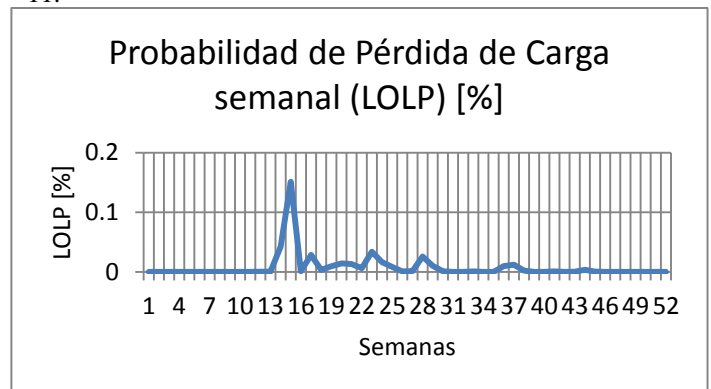


Fig.11. Probabilidad de pérdida de carga semanal resultado del método no secuencial

Los resultados comparados con los obtenidos con la técnica secuencial se muestran en la Fig. 12, en donde se muestra las variaciones en las estimaciones de los índices para ambos métodos, estas diferencias se deben en su mayor parte a la diferencia en el modelado de los componentes para ambas técnicas. Una consideración importante en la implementación de ambos modelos, es la reducción en los tiempos de cálculo

obtenidos con la no cronología de los eventos, lo cual para evaluaciones de confiabilidad de periodos cortos, en este caso una semana, es más viable, con respecto a tiempos y esfuerzos computacionales, el uso de las simulaciones no secuenciales, aunque se presente la desventaja de perder exactitud en los resultados.

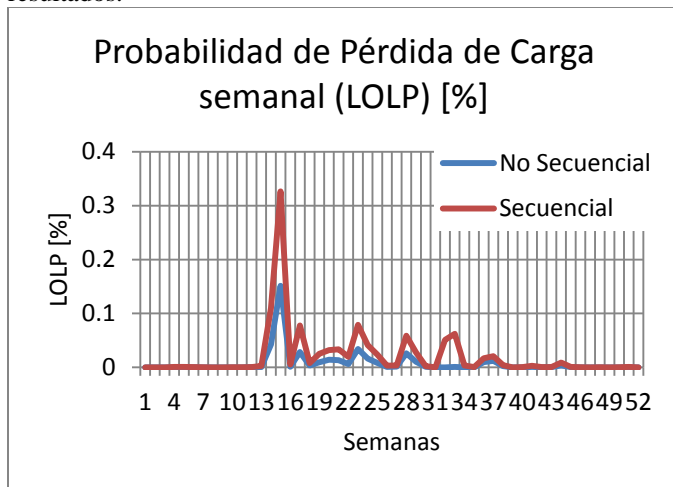


Fig. 12. Comparación de probabilidad de pérdida de carga semanal resultado del método no secuencial y el secuencial.

V. CONCLUSIONES

Aplicar el modelo de evaluación al sistema de El Salvador mostró el nivel aceptable de confiabilidad del sistema, comparado con indicadores internacionales. Además se determinó que se cumple con los criterios de confiabilidad establecidos en el Reglamento de Operación vigente (ROBCP).

En la implementación del modelo se demuestra la flexibilidad de las simulaciones de Monte Carlo en la evaluación de aspectos complejos de operación del sistema de generación, como la limitación de potencia por hidrología. Las limitaciones de potencia debido a la hidrología son de gran importancia en evaluaciones de sistemas hidrotérmicos.

Al no considerar la cronología de los eventos, el método no secuencial mostró reducciones en tiempos de cómputo y complejidad de implementación.

El método no secuencial presenta la desventaja de pérdida en la precisión de la estimación de índices de confiabilidad, además de no dar información acerca de la duración de las fallas.

VI. REFERENCIAS

[1] R. García, R. Campos y L. Galán, "Análisis de Confiabilidad de Sistemas de Generación Aplicado al Sistema Eléctrico de El Salvador," Trabajo de Graduación, Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas", Antiguo Cuscatlán, Septiembre 2011.

[2] Unidad de Transacciones. "Reglamento de Operación del Sistema de Transmisión y del Mercado Mayorista Basado en Costos de Producción", El Salvador, 2009.

[3] Billinton, R. y W. Li, "Reliability Assessment of Electric Power System Using Monte Carlo Methods", Plenum Press, New York, Estados Unidos, 1994.

[4] Billinton, R. y R.N. Allan, "Reliability Evaluation of Power Systems", Plenum Press, New York, Estados Unidos, 1996.

[5] Zapata, C.J., L. P. Garcés y O. Carmona, "Modelamiento de Componentes de Sistemas Compuestos Generación-Transmisión para Estudios de Confiabilidad", *Scientia et Technica* Año X, N° 25, Agosto 2004.

[6] F. Imbarack, "Elaboración de una Herramienta Computacional para la Evaluación de la Confiabilidad de Sistemas de Transmisión Eléctricos", Pontificia Universidad Católica de Chile, Santiago de Chile 2006.

[7] S.M. Gargari, "Reliability Assessment of Complex Power Systems and the Use of NEPLAN", Tool. Royal Institute of Technology KTH, Stockhol, Suecia 2006.

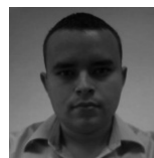
[8] W. Li, "Risk Assessment of Power System". John Wiley & Sons, New York, Estados Unidos 2005.

[9] Y. Li, "Bulk System Reliability Evaluation in a Deregulated Power Industry", University of Saskatchewan, Saskatchewan, Canada 2003.

[10] N.B.Vega, "Load Forecast Uncertainty Consideration in Bulk Electrical System Adequacy Assessment", University of Saskatchewan, Saskatchewan, Canada 2009.

[11] Garcés, F. y C. Larisson Confiabilidad de Sistemas de Suministro de Energía Eléctrica. Universidad de San Juan, San Juan, Argentina. 2004

VII. BIOGRAFIAS



**Ricardo J. García** Nació el 9 de septiembre de 1987 en San Salvador, El Salvador lugar en el que creció. Estudió la primaria en la "Escuela Salesiana Domingo Savio" de 1994 a 1999, luego estudió la el "Instituto Técnico Ricaldone" de 7° a 9° grado y el bachillerato técnico en electrónica. Luego estudio Ingeniería Eléctrica en la Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas" de 2006 a 2010, en 2011 finalice mi tesis para optar por el título de Ingeniero Electricista e inicié mi vida laboral como Operador en la "Unidad de Transacciones".



**Rafael A. Campos**, nació en San Salvador, El Salvador el 8 de diciembre de 1988. Egresado de la carrera de Ingeniería Eléctrica, en la Universidad Centroamericana "José Simeón Cañas". Sus campos de interés son el análisis de sistemas de potencia y la energía renovable.



**Luis R. Galán**, nació en Salvador, El Salvador el 12 de agosto de 1987. Estudiante egresado de Ingeniería Eléctrica, en la Universidad "José Simeón Cañas", en donde participó como instructor en el Departamento de Electrónica e Informática en el año 2010. Además formó parte de la Rama Estudiantil IEEE de la universidad antes mencionada en los años 2009 y 2010.



**Carlos A. Juárez** (GS'07) nacido en 1983. Graduado en Ingeniería Eléctrica de la Universidad Centroamericana José Simeón Cañas en 2005. Desde 2007, ha estado estudiando su Doctorado en Ingeniería Eléctrica en el Instituto de Energía Eléctrica (IEE), de la Universidad Nacional de San Juan, Argentina como parte de una beca de 4 años financiada a través del Programa Regional del Servicio de intercambio alemán (DAAD, por sus siglas en alemán). Actualmente trabaja en el Departamento de Electrónica e Informática de la Universidad Centroamericana José Simeón Cañas. Sus principales campos de interés son Control y Supervisión de sistemas de potencia, Estabilidad del sistema de potencia y procesamiento digital de señales.

**Juan J. Orellana**, Ingeniero Electricista graduado de la Universidad Centroamericana José Simeón Cañas. Actualmente labora en la Unidad de transacciones de El Salvador.